

XVI ERIAC
DECIMOSEXTO ENCUENTRO
REGIONAL IBEROAMERICANO DE CIGRÉ

17 al 21 de mayo de 2015



C1-06

Comité de Estudio C1 - Desarrollo de Sistemas y Economía

IMPACTO DEL MODELADO DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS BRASILEÑO Y ARGENTINO EN LOS ESTUDIOS DE ESTABILIDAD ELECTROMECÁNICA EN LA OPERACIÓN INTERCONECTADA DE ITAIPÚ Y YACYRETÁ

E. G. ALCARAZ FUNES [1]
Facultad de Ingeniería. UNA
Paraguay

A.C.E. MARTÍNEZ YEGROS [2]
Facultad de Ingeniería. UNA
Paraguay

U. FERNANDEZ KREKELER[3]
ANDE
Paraguay

E.R. CHAPARRO VIVEROS [4]
Itaipú Binacional
Paraguay

Resumen *– Estudios anteriores de evaluación de la operación interconectada de la Centrales de Itaipú y Yacyretá a través del Sistema Interconectado Nacional (SIN), desarrollados en el ámbito de la Facultad de Ingeniería de la Universidad, han estado centrados en el modelado dinámico de ambas centrales así como el sistema de transmisión del SIN. En los mismos, se ha simplificado la representación del Sistema Argentino de Interconexión (SADI) así como la interconexión con el Sistema Interconectado Brasileño (SIB) a través del convertidor HVDC de la Subestación Foz de Yguazú, utilizándose para representarlas, un modelo de carga de tipo impedancia constante.*

Dadas las implicancias que dicha simplificación podría tener en los resultados, en este trabajo se analiza el impacto de la utilización de una representación dinámica más apropiada del SADI y del SIB en el desempeño dinámico de la operación interconectada de las centrales antes citadas. Para el estudio, el SIN es modelado hasta el nivel de tensión de 220 kV e incluye a las líneas de transmisión en 500 kV, que conecta a la Subestación Margen Derecha (SE-MD), en Itaipú, con la Subestación de Villa Hayes de la ANDE (ES-VHA), (actualmente en operación); y, la que conecta a la Subestación de Ayolas (ES-AYO), en Yacyretá, con la ES-VHA (prevista para el año 2016).

Para obtener un modelo reducido del SADI, y a la vez una representación apropiada de ese sistema, se realiza un procedimiento de reducción de sistemas eléctricos, basado en los conceptos de coherencia de generadores y reducción de barras de carga por el método de Ward. Para la representación del sistema brasileño se implementa un modelo equivalente para la transmisión en alta tensión en CC (HVDC) que alimenta la subestación de IBIUNA en CC con energía convertida desde el sector 50 Hz de la central Itaipú.

Fue utilizado el paquete de software PSAT (Power System Analysis Toolbox), herramienta desarrollada en MatLab® de análisis en régimen permanente y dinámico de sistemas eléctricos de potencia, para realizar las simulaciones de condiciones críticas de operación y evaluación del desempeño del sistema eléctrico. El sistema de potencia utilizado en las simulaciones corresponde a un caso de carga máxima simultánea del SIN previsto para el año 2016 según el Plan Maestro de Generación y Transmisión de la ANDE, periodo 2012 - 2021.

Palabras clave: Estabilidad electromecánica – Coherencia de generadores – Reducción de sistemas eléctricos – Operación interconectada.

[1]gabrielalcarazfunes@outlook.com [2]alemartinez_1905@hotmail.com [3]ubaldo_fernandez@ande.gov.py
[4]cver@itaipu.gov.py

1 INTRODUCCIÓN

Actualmente, el SIN se encuentra operando en dos subsistemas eléctricamente separados, el Sub-Sistema 1 (SS1) alimentado por Itaipú y Acaray; y el Sub-Sistema 2 (SS2) alimentado por Yacyretá. La transmisión se realiza principalmente en 220 kV, contándose con una única línea de trasmisión en 500 kV, lo que introduce dificultades técnicas en la interconexión entre dichas centrales de generación, por problemas de estabilidad angular.

Según el Plan Maestro de Generación y Transmisión de la ANDE, para el año 2016 está prevista la puesta en servicio de la línea de transmisión en 500 kV Yacyretá – Ayolas – Villa Hayes. La disponibilidad de dicha segunda línea en 500 kV se constituirá en un importante refuerzo a la red de transmisión que posibilitará una operación totalmente interconectada del SIN, logrando la optimización en la utilización de la infraestructura de transmisión y una mayor seguridad en el suministro. Sin embargo, como en todo proyecto de interconexión de centrales, podrían surgir problemas de estabilidad, siendo necesarios estudios dinámicos que demuestren la estabilidad y seguridad de la operación interconectada.

El presente trabajo consiste en una extensión del trabajo desarrollado en [1], estableciéndose, sin embargo, un equivalente dinámico, desarrollado con más rigurosidad, y que represente adecuadamente el comportamiento dinámico de los sistemas eléctricos de gran porte del SIB y del SADI. De igual forma, se consideran también obras de expansión adicionales que alteran la configuración del modelado previsto del SIN. De esta forma, se podrá evaluar el impacto de la inclusión del SIB y del SADI en los resultados del estudio de estabilidad del SIN, considerando la operación interconectada de las centrales hidroeléctricas de Itaipú y Yacyretá.

2 MODELO EQUIVALENTE DEL SADI

Para el estudio de estabilidad de un determinado SEP, conectado a otras grandes redes eléctricas, es común modelar en detalle el sistema que será analizado, y representar las otras redes mediante algún modelo de orden reducido. El conjunto de ecuaciones, el cual es una aproximación del sistema real, es denominado equivalente dinámico de un SEP [2].

La zona del sistema eléctrico a ser analizada se denomina área interna, o de estudio, y en ella, las barras de carga y generación, son mantenidas intactas y pueden utilizarse los modelos de generadores y controladores detallados. El resto de la red eléctrica es denominada área externa, en ella, las barras de carga y generación pueden ser reducidas, y se emplean modelos dinámicos equivalentes para los generadores y controladores.

En el presente trabajo, el SIN es considerado como el área interna, representado mediante un equivalente hasta el nivel de tensión de 220 kV con las 2 líneas de 500 kV de MD-VHA y AYO-VHA, modelado y validado en [1]. El SADI y el SIB son considerados como áreas externas, vinculadas al SIN a través de las tres líneas de 500 kV Yacyretá-Rincón Sta. María y el enlace HVDC, respectivamente.

3 MODELO EQUIVALENTE ESTÁTICO

El concepto de coherencia de generadores, definido como la tendencia de grupos de generadores a oscilar juntos luego de una perturbación, es utilizado en la definición de la red externa, cuyo equivalente estático se desea definir. Un grupo de generadores son coherentes si la diferencia angular $\delta_i(t) - \delta_j(t)$ es aproximadamente igual a una constante C_{ij}. Los generadores determinados como coherentes pueden agruparse en grupos de generadores coherentes, y podrían ser representados a través de un único generador equivalente.

Los datos del SADI en formato PSS/E son convertidos al formato PSAT [3]. Esta matriz está conformada por todas las barras del SADI, con sus correspondientes generadores y controladores simplificados. En el presente trabajo, los conjuntos de generadores coherentes dentro del SADI se obtienen simulando la aplicación de un cortocircuito trifásico a tierra durante 0.1s en la barra de 500 kV de la subestación Mercedes en el modelo completo. La tolerancia utilizada fue establecida en 2.14°, valor para el cual se obtiene un total de 19 grupos coherentes, tal como se indica en la Tabla I.

Los grupos 6 y 7 no se consideran para el sistema reducido, porque pertenecen a los generadores de Acaray y Yacyretá, respectivamente, y forman parte del área interna. Además, los grupos 2, 5 y 8 al 19 tampoco se consideran, porque la potencia generada en estas unidades es muy inferior a la generada por los grupos 1,3 y

4; es decir, se desprecian cerca de 673 MW, de un total de 21855 MW, representando un 3 % de la potencia total involucrada, lo que facilita la reducción equivalente. De los grupos 1, 3 y 4 son discriminados los generadores de polos lisos de los generadores de polos salientes, obteniéndose un total de 6 subgrupos de generadores coherentes.

TABLA I. GRUPOS COHERENTES DETERMINADOS EN EL SADI

Grupo Coherente Número	Cantidad de Generadores	P[MW]	Grupo Coherente Número	Cantidad de Generadores	P[MW]
1	**193**	**15395.3**	10	1	15.4
2	4	309	11	1	22
3	**20**	**2204**	12	1	18
4	40	1107.5	13	4	61
5	1	20	14	1	18
6	2	100	15	3	26
7	19	2375	16	1	3.5
8	3	72	17	1	15
9	2	24	18	1	15
			19	3	54

Una vez determinados los grupos coherentes, en el siguiente paso, se representan un conjunto de barras pertenecientes a un grupo coherente, por una única barra equivalente. Para ello, fue definida la barra equivalente como aquella que posee tensión y ángulo igual al promedio de dichas magnitudes de cada generador, del grupo coherente [4].

Aquellas barras equivalentes son conectadas a las barras de generación originales, a través de transformadores desfasadores ideales, con relación de transformación compleja, para mantener las magnitudes correspondientes de tensión y ángulo. Si existiesen conexiones entre barras de generación dentro de un mismo grupo coherente, la misma es reemplazada por admitancias propias en derivación en las barras de generación, correspondientes a los extremos de la línea *equivalentada*.

Las potencias de carga, de generación y las admitancias de las barras de generación originales son transferidas a las barras equivalentes y son sumadas teniendo en cuanta la relación de transformación compleja para el caso de las admitancias en derivación. Luego, las barras de generación originales son eliminadas mediante un proceso de reducción de barras.

Aplicando la metodología descripta, para la obtención del modelo reducido del SADI, se obtiene una matriz de admitancia de dimensión 2003×2003, siendo la dimensión original del sistema completo de 2230×2230 barras. Posteriormente, se procede a la reducción de las barras de carga del resto del sistema externo, para lo cual se utiliza el método de Ward, el cual se constituye básicamente en un procedimiento de eliminación Gaussiana [4].

En la Tabla II se ilustra la comparación del flujo de potencia a través de las líneas del SADI que fueron mantenidas en el sistema equivalente. A partir de esta comparación, el equivalente estático queda validado, ya que se considera que las diferencias obtenidas son aceptables, tomando como referencia el rango de potencias que se maneja en el sistema.

TABLA II. COMPARACIÓN DE FLUJOS DE POTENCIA ENTRE EL SISTEMA REDUCIDO Y EL SISTEMA COMPLETO

ID	BARRA DE	ID	BARRA DE	SIST. COMPLETO		EQUIVALENTE		Dif. P	Dif. Q
				P [MW]	Q [MVAr]	P [MW]	Q [MVAr]		
2002	CAMPANA	4004	C. ELIA	-193,49	-191,85	-144,26	-199,27	-49,23	7,42
2003	**BELGRANO**	**4004**	**C. ELIA**	**-76,37**	**-139,23**	**-23,11**	**-144,25**	**-53,26**	**5,02**
2090	RAMALLO	4000	R. OESTE	624,48	19,00	682,37	83,20	-57,89	-64,20
2090	RAMALLO	3004	RODRIGUEZ	-321,71	100,81	-353,63	104,18	31,92	-3,37
3004	**RODRIGUEZ**	**2003**	**BELGRANO**	**-455,18**	**-420,78**	**-394,60**	**-437,57**	**-60,58**	**16,79**
3004	RODRIGUEZ	2002	CAMPANA	145,48	-16,42	197,41	-23,94	-51,93	7,52
4010	S. TOME	4006	ROMANG	-136,98	-140,19	-105,67	-134,68	-31,31	-5,51
4010	**S. TOME**	**4008**	**S.G.A.**	**-569,38**	**-67,47**	**-574,66**	**85,71**	**5,28**	**-153,18**
5005	**P. DE PATRIA**	**5002**	**RINCON**	**-1079,02**	**2,18**	**-1077,85**	**-26,37**	**-1,17**	**28,55**
5030	MERCEDES	5002	RINCON	-509,38	-191,34	-481,38	-191,90	-28,00	0,56
6000	ALMAFUERTE	4000	R. OESTE	-289,82	-152,14	-335,99	-150,42	46,17	-1,72
90080	S. JAVIER	90000	S.G.U.	-492,58	-42,37	-493,29	-46,14	0,71	3,77

4 MODELO EQUIVALENTE DINÁMICO

4.1. Generadores Equivalentes

Para el cálculo de los parámetros de los generadores equivalentes se recurre al procedimiento descripto en [4], en donde se establece que la reactancia de eje directo y en cuadratura del generador equivalente, se calcula a partir del paralelo de las correspondientes reactancias de eje directo y en cuadratura de los generadores individuales que conforman el grupo coherente. Las constantes de tiempo se obtienen promediando las constantes de tiempo de cada unidad del grupo.

Por otra parte, los momentos de Inercia y los coeficientes de amortiguamiento equivalentes son considerados igual a la sumatoria de dichas magnitudes, correspondientes a cada generador del grupo coherente.

Los generadores equivalentes obtenidos se validan con una comparación de respuestas angulares en el dominio del tiempo, entre el sistema completo y el equivalente, tomando como curva de referencia para la comparación, la resultante de la suma ponderada de las oscilaciones en función a la inercia, de todos los generadores pertenecientes a cada grupo, en respuesta a la misma perturbación (Cortocircuito trifásico en la barra de 500kV de Mercedes) obtenida del sistema completo, conforme se indica en la Figura1.

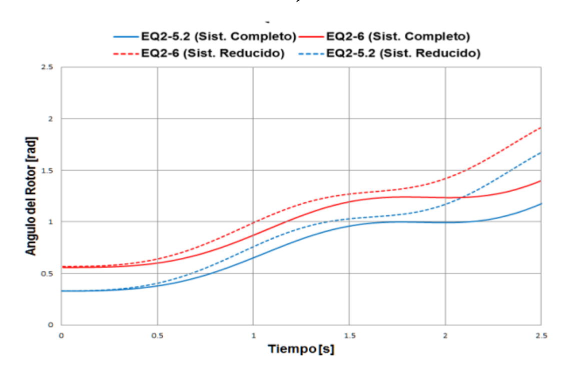


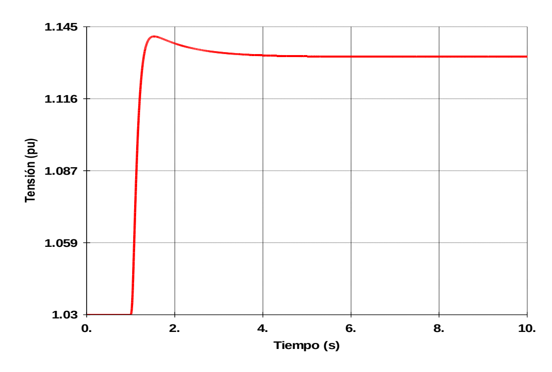
Fig. 1-(a). Validación de generadores equivalentes de los Grupos coherentes 2

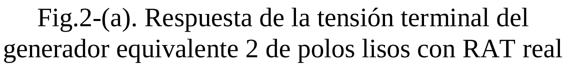
Fig. 1-(b). Validación de generadores equivalentes de los Grupos coherentes 2

4.2. Regulador Automático de Tensión (RAT)

Los RATs del sistema de excitación de los generadores equivalentes son representados por los modelos predefinidos del PSAT, requiriéndose de un ajuste previo y validación de los parámetros que describen el modelo. La obtención de los parámetros del RAT, asociado a los generadores equivalentes, sigue la metodología descripta en [8], para ajuste del RAT. Primeramente se representa un sistema formado por el generador equivalente conectado a una barra infinita, a través de una línea de transmisión, cuya impedancia sea igual a la reactancia transitoria de eje directo del generador. Los estabilizadores y el regulador de velocidad correspondiente, deben estar desactivados. Se simula una variación de la tensión de referencia del 10% en adición.

Como referencia para la validación del modelo del PSAT, se utiliza la respuesta de tensión del generador de mayor inercia del grupo coherente equivalentado incluyendo el correspondiente modelo completo del RAT. En la Fig.2, puede compararse las respuestas obtenidas tanto para el RAT real y el simplificado del PSAT.




Fig.2-(a). Respuesta de la tensión terminal del generador equivalente 2 de polos lisos con RAT real

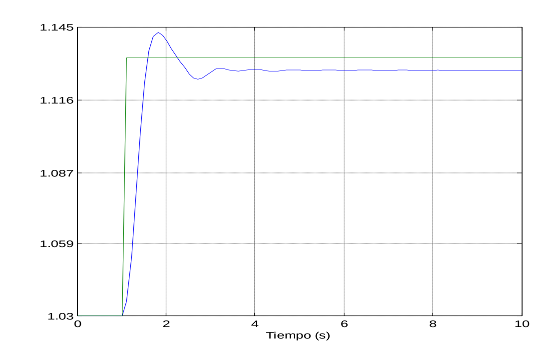


Fig.2-(b). Respuesta de la tensión terminal del generador equivalente 2 de polos lisos con RAT equivalente

4.3. Regulador Automático de Velocidad (RAV)

El modelo del RAV a ser utilizado en cada generador equivalente, también corresponde al modelo predefinido en el PSAT, con previo ajuste y validación de los parámetros. Para los generadores de polos salientes se utiliza el Regulador Tipo 2 del PSAT, en tanto que para los generadores de polos lisos se utiliza el Regulador Tipo 1 del PSAT [5]. En este caso, para la determinación de los parámetros del RAV del generador equivalente, se sigue el procedimiento de ajuste descripto en [8], se monta un sistema formado por un generador equivalente conectado a una carga constante, igual a la potencia generada por el generador equivalente respectivo, luego se introduce un escalón de 10% en adición al valor de la potencia activa de carga, de forma a observar la reacción de la potencia mecánica ante la variación de la potencia eléctrica.

Para la parametrización del RAV, se incluye al RAT previamente ajustado. La línea de transmisión que conecta la barra de generación y la barra de carga tiene una reactancia igual a la reactancia transitoria en eje directo del generador equivalente [8].

El estatismo de los generadores equivalentes, de polos salientes, fue considerado igual al 2%, y 5% para los generadores de polos lisos. La validación se realiza utilizando los criterios de Margen de Ganancia >10 dB y Margen de Fase >50° en las respuestas en frecuencia de las funciones de transferencia del conjunto generador-regulador de velocidad, tomando como única variable de entrada a la velocidad de referencia [7].

4.4. Estabilizador del Sistema de Potencia (ESP)

El modelo del ESP, para el sistema de excitación de los generadores equivalentes, también se representa a través de modelos predefinidos del PSAT, con previo ajuste y validación de los parámetros que describen al modelo. En este caso, los parámetros del ESP se calculan, en el presente trabajo, utilizando el criterio de *Nyquist* [7]. El criterio de Nyquist permite realizar un ajuste local de cada ESP, asociado al generador equivalente correspondiente. Entonces, estando el generador equivalente conectado a una barra infinita, el coeficiente de amortiguamiento obtenido con el criterio de Nyquist produce un coeficiente de amortiguamiento cercano al 27%.

5 MODELO EQUIVALENTE DEL SIB

La interconexión del SIB con el sistema de 50 Hz del SIN se realiza a través del enlace HVDC. Consecuentemente, la representación del SIB puede ser modelada de forma más sencilla del lado 60 Hz, debido a que el HVDC es un dispositivo regulador que puede operar a potencia constante y cuenta con dispositivos de control y protección para lograr esta operación. En este trabajo, se implementa el modelo del SIB utilizado según prácticas de Itaipú, la cual se representa esquemáticamente en la Fig.3.

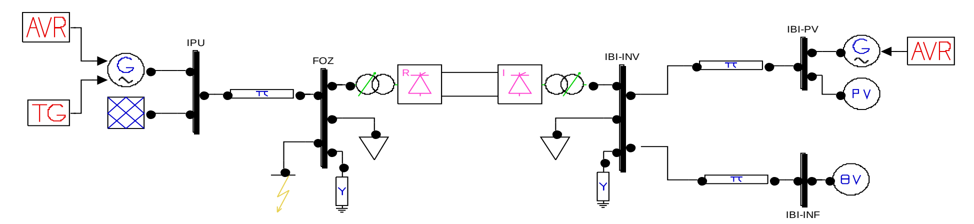


Fig.3. Representación del sistema brasileño

6 SIMULACIONES Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

La condición de operación del SIN, considerada en las simulaciones para la evaluación de la interconexión entre Itaipú y Yacyretá, corresponde a un caso de carga máxima prevista para el año 2016, igual a 3.382 MW. La demanda para el SADI es de 27.153 MW. Se considera que la central hidroeléctrica de Yacyretá genera una potencia total de 3.100MW. La inyección de potencia al SIB, a través del HVDC, se calcula a partir de la inyección de Itaipú al SIN, considerando que la central Hidroeléctrica de Itaipú genera, aproximadamente, 7.000 MW.

En las simulaciones, se consideran cortocircuitos monofásicos de 100 ms de duración, los cuales son despejados por apertura de determinadas líneas de transmisión, sin considerar reconexión. Se tiene en cuenta el criterio utilizado en [6], que establece los límites de tensiones admisibles para contingencias de tipo $N-1$.

Se realizarán simulaciones con condiciones críticas de operación del SIN con las líneas de 500kV MD-VHA y AYO-VHA en operación. En cada caso, se muestran los resultados obtenidos del análisis para grandes perturbaciones. Para las simulaciones, serán considerados dos casos: a) Itaipú 50Hz sin ESP, y b) Itaipú 50Hz con ESP (activados y ajustados localmente).

6.1. Cortocircuito en la SE-MD / Barra de 500kV y abertura línea 500kV MD-VHA

a) Sin la activación de los ESPs de Itaipú

La simulación es realizada inicialmente para un despacho de Yacyretá al SIN de 400 MW, el cual es aumentado gradualmente. En esta condición de operación, los autovalores del sistema presentan modos electromecánicos inestables, asociados a los generadores y a la potencia, a través del HVDC, conforme se indica en la Tabla III.

TABLA III – AUTOVALORES DEL SISTEMA POST-PERTURBACIÓN. YACYRETÁ TRANSMITIENDO 400 MW.

Autovalor	Variables de Estado Asociadas	Parte Real	Parte Imaginaria	Frecuencia	ζ (%)
1	deltaIPU	2.7953	0	0	100%
2	Idc_Hvdc_1	0.0502	0	0	100%
3	deltaEQ3-LISO, deltaEQ3-SAL	-0.4485	2.2364	0.3630	19.67%
4	deltaEQ3-LISO, deltaEQ3-SAL	-0.4485	-2.2364	0.3630	19.67%
5	e1qEQ3-LISO	-0.5924	0.5258	0.1261	74.79%
6	e1qEQ3-LISO	-0.5924	-0.5258	0.1261	74.79%

Incrementando gradualmente el despacho de Yacyretá al SIN, se consigue estabilizar al sistema. Esto se consigue a partir de un despacho de 695 MW de Yacyretá al SIN. Sin embargo, los transformadores reguladores de 500kV/220kV, de la SE-MD, se sobrecargan, tal como se ilustra en la Figura4-(a).

Para una inyección de potencia desde Yacyretá al SIN mayor o igual a 1261 MW, el sistema se mantiene estable, y los transformadores de 500kV/220kV de la SE-MD operan a capacidad nominal. Fig.4-(b).

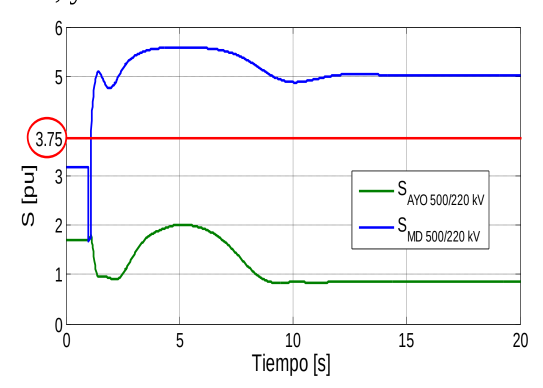


Figura 4-(a). Flujo de potencia en transformadores 220/500 kV. Inyección de Yacyretá de 695MW

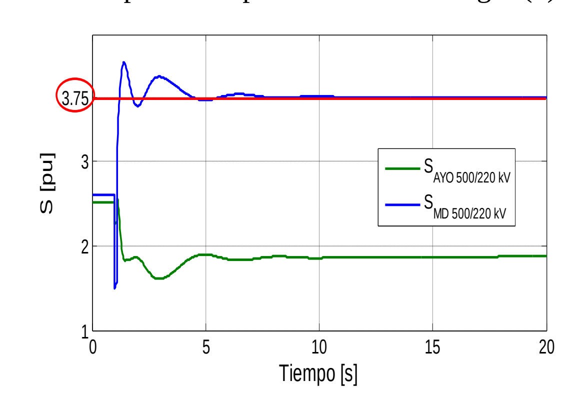


Figura 4-(b). Flujo de potencia en transformadores 220/500 kV. Inyección de Yacyretá de 1261MW

b) Con la activación de los ESPs de Itaipú

En la Tabla IV, se observa el efecto de incluir a los ESP de Itaipú en el análisis de estabilidad, el color rojo corresponde a la inestabilidad del sistema, el amarillo a una estabilidad con sobrecargas en los elementos de transmisión, y el verde a la estabilidad sin sobrecargas.

TABLA IV. RESPUESTA DEL SISTEMA CON Y SIN LA ACTIVACIÓN DE LOS ESPS DE ITAIPÚ

Sin PSS				
Con PSS				
Inyección desde Yacyretá al SIN [MW]	**400**	**663**	**695**	**1261**

La inestabilidad del sistema puede estar asociada al desequilibrio carga-generación, la cual podría ser solucionada con apertura de máquinas, esta medida no fue analizada en el trabajo.

6.2. Cortocircuito en la ES-AYO / Barra de 500kV y abertura línea 500kV AYO-VHA

a) Sin la activación de los ESPs de Itaipú

Análogo al caso anterior, la simulación es realizada inicialmente para un despacho de Yacyretá al SIN de 400 MW, y se analizan aquellas inyecciones de potencia que cumplen con condiciones particulares dentro del sistema. Para esta condición de operación, la respuesta angular de los generadores de Itaipú y Yacyretá presenta oscilaciones de amplitud decreciente, conforme se indica en la Figura5-(a); y, no se registran sobrecargas en el sistema de transmisión.

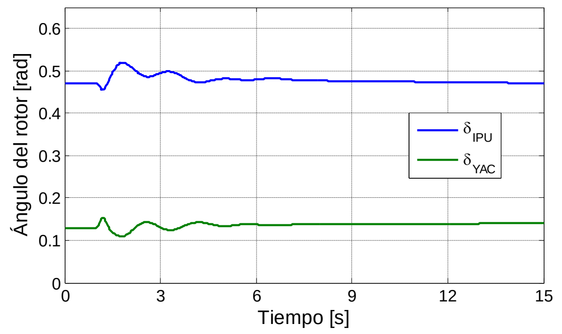


Figura 5-(a). Respuesta angular de los generadores de Itaipú y Yacyretá. Inyeccion de Yacyretá de 400 MW.

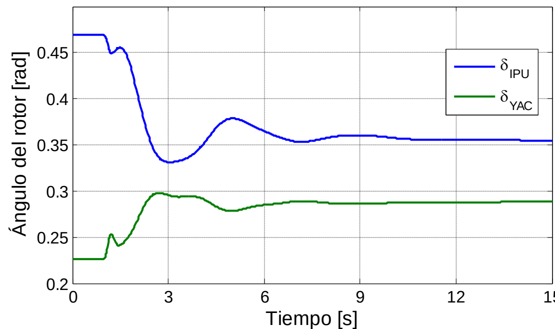


Figura 5-(b). Respuesta angular de los generadores de Itaipú y Yacyretá. Inyeccion de Yacyretá de 600 MW.

Una respuesta similar se observa para una inyección desde Yacyretá al SIN de 600 MW, conforme se ilustra en la Figura 5-(b). Para esta condición de operación se verifica que una inyección inmediatamente superior a 600 MW, las líneas de 220 kV AYO-SPA operarían por encima de la capacidad nominal, considerada de 228 MVA para estas líneas.

b) *Con la activación de los ESPs de Itaipú*

El efecto de la inclusión de los ESPs, en el sistema de excitación de los generadores de Itaipú, proporciona un mayor coeficiente de amortiguamiento para los modos electromecánicos asociados a los generadores de Itaipú y Yacyretá, como se aprecia en la Figura 6; la misma, resulta de la inyección desde Yacyretá al SIN de 600 MW. El mismo efecto se verifica para una inyección de 400 MW.

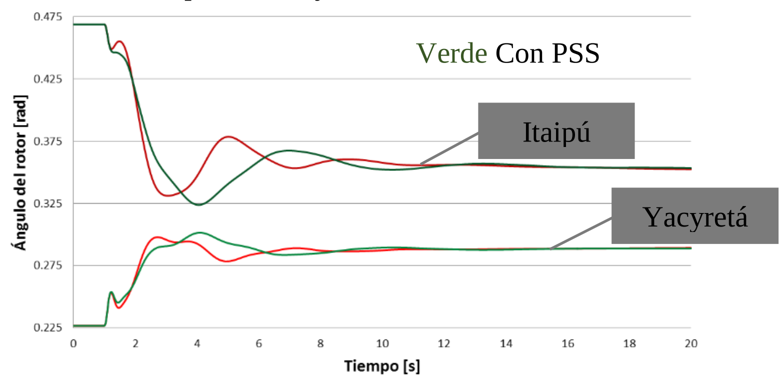


Fig.6. Repuesta angular de los generadores de Itaipú y Yacyretá. Con y Sin ESP de Itaipú

6.3. Cortocircuito en la ES-VHA / Barra de 500kV y abertura línea 500kV MD-VHA sin la operación de la línea de 500 kV AYO-VHA

Debido a que la línea de 500 kV AYO-VHA está fuera de servicio, el despacho de Yacyretá al SIN está limitado por la capacidad de transmisión de las líneas de 220 kV AYO-SPA (Subestación San Patricio).

A su vez, incluyendo los ESP, en los generadores de Itaipú, no se logra levantar la inestabilidad del sistema. Se considera entonces, un despacho de 493 MW de Yacyretá al SIN. La respuesta angular de los generadores de Itaipú y Yacyretá crece indefinidamente, perdiéndose el sincronismo, tal como se ilustra en la Figura 7. Esta inestabilidad está asociada a los ángulos del rotor de los generadores de Itaipú (Tabla V).

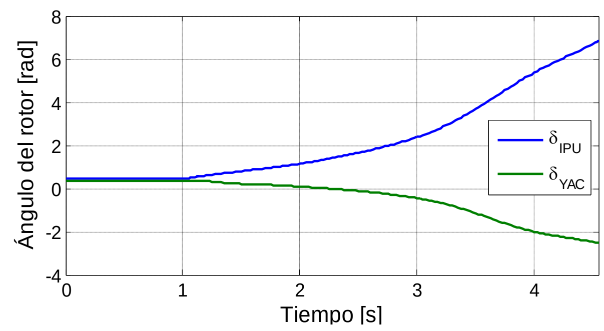


Figura 7. Repuesta angular de los generadores de Itaipú y Yacyretá

TABLA V – AUTOVALORES MÁS SIGNIFICATIVOS DEL SISTEMA POST-CONTINGENCIA

Autovalor	Variables de Estado Asociadas	Parte Real	Parte Imaginaria	Frecuencia	ζ (%)
1	deltaIPU	0.8757	0.0000	0.0000	100.00%
2	omegaYAC, deltaYAC	-0.3285	3.2271	0.5163	10.14%
3	omegaYAC, deltaYAC	-0.3285	-3.2271	0.5163	10.14%
4	e1qEQ3-LISO	-0.7323	0.4534	0.1371	85.02%
5	e1qEQ3-LISO	-0.7323	-0.4534	0.1371	85.02%
6	xr_Hvdc_1, Idc_Hvdc_1	-0.7558	0.9478	0.1929	62.35%
7	xr_Hvdc_1, Idc_Hvdc_1	-0.7558	-0.9478	0.1929	62.35%
8	deltaEQ2-SAL, deltaEQ2-LISO	-0.9749	3.5786	0.5903	26.28%
9	deltaEQ2-SAL, deltaEQ2-LISO	-0.9749	-3.5786	0.5903	26.28%
10	e1qEQ1-LISO	-1.2012	4.1550	0.6884	27.77%
11	e1qEQ1-LISO	-1.2012	-4.1550	0.6884	27.77%
12	omegaIPU	-1.2864	0.0000	0.0000	100.00%

Ante la posibilidad de una operación interconectada teniendo únicamente la línea de 500 kV MD-VHA en servicio, en comparación a los resultados obtenidos con la representación en forma de impedancia constante de los sistemas argentino y brasileño, se observa que los generadores de Itaipú y Yacyretá pierden el sincronismo, consecuencia del aumento de carga del sistema, comportamiento no compensado con la inclusión de los ESP de Itaipú.

7 CONCLUSIONES

La utilización de equivalentes dinámicos más apropiados, tanto para el SADI como para el SIB, ofrecen respuestas dinámicas confiables y razonables. Han permitido observar fenómenos no capturados con una representación simplificada de impedancia constante. El modelo dinámico del SADI muestra un efecto estabilizador, principalmente ante perturbaciones en las cercanías de la central hidroeléctrica de Yacyretá.

La interconexión entre Itaipú y Yacyretá es viable, desde el punto de vista de la estabilidad, incluso en condiciones de operación crítica. Para una operación interconectada estable, en el año 2016, es necesaria la puesta en servicio de la LT en 500 kV AYO-VHA.

Debido al incremento de la demanda del SIN, a partir del año 2016, empiezan a aparecer problemas de estabilidad ante perturbaciones cerca de Itaipú, siendo necesaria una inyección mínima de 700 MW desde Yacyretá. Se constató, de las simulaciones realizadas, la necesidad de la activación de los ESPs en los generadores de Itaipu, para lograr una operación estable del SIN, para atender la alta demanda requerida a partir del año 2016.

8 BIBLIOGRAFIA

[1] Arrúa, S.; Cáceres, M.; Análisis de Estabilidad del Sistema Paraguayo con la operación interconectada de las Centrales de Itaipú y Yacyretá; Tesis de Grado de Ingeniería Electromecánica; Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional de Asunción, 2012.

[2] Chang, A.; Adibi, M. M.; Power System Dynamic Equivalents; IEEE Transaction on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-89, N°8, Noviembre/Diciembre 1970.

[3] Artenstein, M.; Giusto, A.; Grupo de Estabilidad y Control de Sistemas Eléctricos de Potencia; http://iie.fing.edu.uy/investigacion/grupos/ecsep/; Facultad de Ingeniería, Universidad de la República, Uruguay.

[4] Caudillo Rodríguez, M.A.; Equivalentes Dinámicos para estudios de estabilidad Transitoria de Sistemas Eléctricos de Potencia aplicando Coherencia; Escuela Superior de Ingeniería Mecánica y Eléctrica; Sección de estudios de Postgrado e Investigación; Instituto Politécnico Nacional, México, D.F., 2012.

[5] Milano, F.; Power System Analysis Toolbox Documentation for PSAT v2.0.0, February 14, 2008.

[6] Plan Maestro de Generación y Transmisión: Periodo 2012-2021, ANDE.

[7] Ogata K.; Ingeniería de Control Moderna; Prentice Hall, Tercera Edicion, 1998.

[8] CEPEL – Centro de Pesquisas de Energía Elétrica. Programa ANATEM – Análise de Transitórios Eletromecânicos. Manual do Usuário. V10.04.05.